

большие данные приобрели интерес и значимость в нефтегазовой отрасли. Для разведочных работ, недавних улучшений в сейсмических устройствах, объем сгенерированных данных значительно увеличился. Кроме того, анализ данных с датчиков позволил улучшить характеристики и моделирование пласта, тогда как анализ данных во время мониторинга бурения позволяет оптимизировать время бурения и улучшить безопасность. Большие данные были успешно использованы в производстве в таких областях, как оптимизация производительности электрических погружных насосов и методы распределения производства. Большие данные также успешно использовались в нефтегазовой отрасли в таких областях, как переработка нефти, транспортировка нефти и газа и безопасности. Хотя большие данные вызывают интерес со стороны компаний, занимающихся разведкой и добычей, но все еще существуют некоторые серьезные проблемы, которые необходимо решить для эффективного применения больших данных. Эти проблемы в основном включают в себя отсутствие поддержки бизнеса и осведомленности о больших данных в отрасли, качество данных и понимание сложности проблемы.

Литература

1. Вичугонова А. Как Big Data и Machine Learning в нефтегазовой отрасли помогают экономить миллиарды, 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bigdataschool.ru/bigdata/machine-learning-v-нефтегазовой-отрасли.html>.
2. Газпром нефть ведет разработку Data Science для анализа больших объемов промышленной информации с применением методов машинного обучения, 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/208358-gazprom-neft-vedet-razrabotku-data-science-dlya-analiza-bolshikh-obemov-promyshlennoy-informatsii-s/>.
3. Brulé M.R., Group IBMS The Data Reservoir : How Big Data Technologies Advance Data Management and Analytics in E & P Introduction – General Data Reservoir Concepts Data, 2015.
4. Cameron D., AsBig S. Data in Exploration and Production: Silicon Snake-oil, Magic Bullet, or Useful Tool?
5. Feblowitz J., Insights IDCE Analytics in Oil and Gas: the Big Deal about Big Data, 2013, pp. 5–7.
6. Konovalov S., R. Irons-mclean Addressing O & G Big Data Challenges at the Remote Edge Fog Computing and Key Use Cases, 2015, pp. 3-5.
7. Mehta A. Tapping the Value from Big Data Analytics , 2018.
8. Wipro B.C., WiproSmart K.K. Decision Making Needs Automated Analysis " Making Sense Out of Big Data in Real-time, 2014.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГЛИКОЛЕЙ И ВОДОМЕТАНЛЬНОГО РАСТВОРА НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Кустубаев, Т.Т. Мансуров

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Качество процесса осушки природного газа в значительной мере оценивается температурой его точки росы по воде. Это самая высокая температура газа, при которой водяной пар в газе становится насыщенным, но при этом еще сохраняется термодинамическое равновесие между газообразной и жидкой фазами воды. При дальнейшем снижении температуры газа водяной пар конденсируется в капельную влагу [3].

До 1996 года установка подготовки газа №1В работала по схеме гликолевой осушки, однако после для предупреждения гидратообразования на низкотемпературных участках технологического процесса вместо нее ввели ингибирование «сырого» газа метанолом, с регенерацией насыщенного водометанольного раствора на проектной установке регенерации ДЭГа [2].

Целью работы является рассмотрение возможности применения гликолей на УКПГ-1В.

Актуальность работы заключается в целесообразности обратного перехода по схеме гликолевой осушки, так как регламентированная точка росы по влаге с применением ВМР не достигается (нехватка 0,6°C) и наблюдается выпадение гидратов в низкотемпературном абсорбере А₂.

Моделирование проводилось при расходе гликолей в 3 м³/ч или 3300 кг/ч, что (при расходе газа в 300 тыс. м³/ч) соответствует удельному расходу в 11 кг/1000 м³, осредненный расход для типичной УКПГ, подготавливающей газ Сеноманской залежи [4].

На степень осушки газа гликолями существенное влияние оказывает температура контакта в абсорбере, а на УКПГ-1В этот показатель достаточно высок и составляет 20-40°C, при таком температурном диапазоне не будут достигаться требуемая величина точки росы газа, что будет способствовать выпадению гидратов в низкотемпературных элементах оборудования. Поэтому было проведено исследование эффективности работы гликолей и ВМР для более низких температур контакта – в диапазоне 5-20°C. Для достижения таких температур после ДКС потребуется большее количество мощностей для его охлаждения, что является первым минусом внедрения гликолей [2].

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования в «Honeywell UniSim Design» были выбраны реальные технологические параметры УКПГ-1В Ямбургского месторождения: ДЭГ/ТЭГ – 85% масс., расход ВМР 1 м³/ч, температура газа перед абсорбером А₁ – 20 °С, давление газа перед абсорбером А₁ – 8 Мпа, температура газа перед низкотемпературным сепаратором С₁ – (-5) °С, давление газа перед низкотемпературным сепаратором С₁ – 12,5 Мпа, температура газа перед низкотемпературным абсорбером А₂ – (-30) °С, давление газа перед низкотемпературным сепаратором А₂ – 7.5 Мпа, расход конденсата на орошение низкотемпературного абсорбера А₂ – 20 м³/ч.

Результаты данного исследования в программной среде «Honeywell UniSim Design» представлены на рисунках 1, 2, 3, на каждом графике отображены зависимости точки росы газа от температуры контакта для каждой реперной точки исследования – после абсорбера (колонны отдувки метанола) A_1 , после низкотемпературного сепаратора C_2 и после низкотемпературного абсорбера A_2 соответственно.

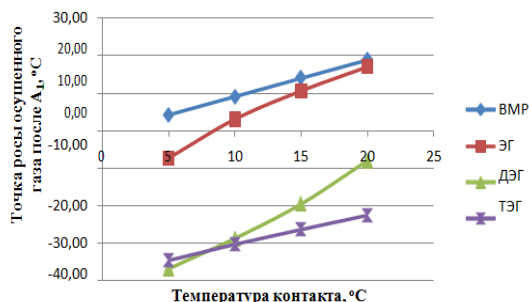


Рис. 1 Зависимость точки росы газа после абсорбера A_1 от температуры контакта

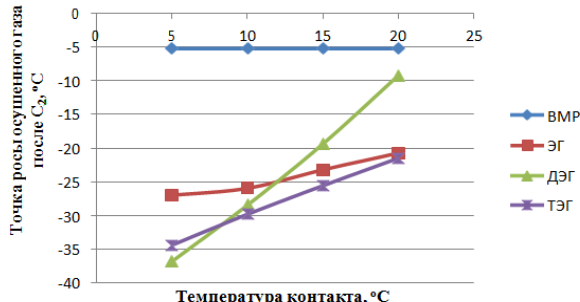


Рис. 2 Зависимость точки росы газа после абсорбера C_2 от температуры контакта

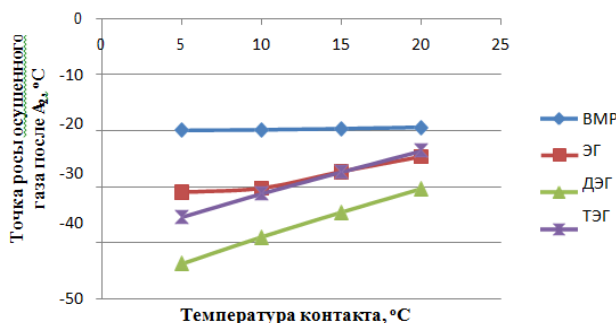


Рис. 3 Зависимость точки росы газа после абсорбера A_2 от температуры контакта

Согласно данным рисунка 1 и таблицы ВМР и ЭГ плохо справляются с осушкой газа в абсорбере (колонны отдувки) A_1 , при этом ЭГ более эффективен, чем ВМР, разница точек росы в данном температурном диапазоне от 1,85°C до 11,56°C. ДЭГ и ТЭГ обеспечивают требуемую точку росы уже при температуре контакта ниже 15 °C, однако далее в схеме подготовки присутствует колонны C_2 и A_2 и необходимо оценивать точку росы конечного осушенного газа, идущего в УХРЗ и в магистральный трубопровод.

После низкотемпературного сепаратора точка росы газа при использовании ВМР достигает минус 5,2 градуса Цельсия на всем температурном интервале. ДЭГ осушает газ до наиболее низкой точки росы (-36,8°C) при наименьшей температуре контакта и до наиболее высокой точки росы при наибольшей (-9,17°C). ЭГ показывает хорошие результаты – точки росы меньше минус 20°C на всем интервале, ТЭГ обеспечивает еще более низкую точку росы [1].

Наиболее важны значения точки росы осушенного газа после низкотемпературного абсорбера A_2 , ведь именно к нему предъявляются требования СТО Газпром 089-2010. ВМР при расходе 1 м³/ч практически обеспечивает регламентируемую точку росы даже при высоких температурах исходного сырого газа (-19, 42°C) и обеспечивает (-20,01°C) при температуре контакта 5°C. ТЭГ и ЭГ обеспечивают более низкие и практически одинаковые точки росы, однако ввиду того, что первый гликоль имеет намного более высокую стоимость, чем все остальные, его внедрение в условиях УКПГ-1В абсолютно нецелесообразно. Вероятнее всего низкая эффективность ТЭГа обусловлена большой степенью растворимости углеводородов (конденсата и ароматики) в ТЭГе (больше на 25-30%, чем в ДЭГе), что в свою очередь снижает осушающую способность осушителя, а сырье УКПГ-1В содержит большое количество конденсата. ДЭГ обеспечивает самые низкие точки росы – от минус 43,7°C до минус 30,4°C, что соответствует очень высокой степени осушки.

Литература

1. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2003. – 473 с.
2. Коломийцев В.В. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №1В Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2003. – 277 с.
3. Никалаева Г.И. Массообменные процессы. Учебное пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2005. – 238 с.
4. Усачёв М.Н. Разработка модели классификатора для оценки качества гликолевых абсорбентов при осушке природного газа/ Усачёв М.Н., Ефимова Ю.А., Зайцев Н.К. // НефтеГазоХимия. – М.: Обракадемнаука, 2016. – № 2 – С. 53–58.